

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология топлива и газа
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
Влияние присадок на вязкостно-температурные свойства нефтяных моделей	
УДК 665.7.038.64:665.6.035.6-047.37	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ6Б	Орешина Александра Александровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально- гуманитарных наук	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения контроля и диагностики	Король Ирина Степановна	к.х.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Химическая технология топлива и газа»	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н., доцент		

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ (ООП 18.04.01)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять <i>глубокие</i> естественно-научные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания <i>новых</i> материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий химического производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные</i> задачи <i>инженерного анализа</i> , связанные с созданием материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать химико-технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование для создания материалов, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области создания <i>новых</i> материалов, современных химических технологий, нанотехнологий
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Использовать <i>глубокие знания</i> по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	<i>Активно</i> владеть <i>иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания</i> <i>социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки Химическая технология
Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ОП «Химическая
технология топлива и газа»

_____ Юрьев Е.М.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ6Б	Орешиной Александре Александровне

Тема работы:

Влияние присадок на вязкостно-температурные свойства нефтяных моделей	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1881/с от 19.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Объекты исследования: Присадки на основе полиаклиматарилата, нефтяные модельные системы с высоким содержанием парафиновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Литературный обзор; 2. Объекты и методы исследования; 3. Расчетная часть; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность; Заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Методика исследования – 8 л; Результаты проведенного исследования – 2 л.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Расчеты и аналитика	к.х.н. И.В. Литвинец, науч. сотр. ИХН СО РАН
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГ, к.т.н. Криницына З.В.
«Социальная ответственность»	Доцент ОКиД, к.х.н. Король И.С.
«Английский язык»	Доцент ОИЯ, к.ф.н. Сыскина А.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Литературный обзор</i>	
<i>Объекты и методы исследования</i>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ6Б	Орешина Александра Александровна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 137 листов, 33 рисунка, 79 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: высокопарафинистые нефти, смолы, асфальтены, нефтяные дисперсные системы, нефтяные модели, парафиновые углеводороды.

Актуальность работы: в настоящее время в связи с истощением запасов легких нефтей все более актуальным становится изучение нефтяных систем, характеризующихся повышенным содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК). Парафинистые и высокопарафинистые нефтяные дисперсные системы (НДС) в условиях низких температур проявляют свойства неньютоновских жидкостей, без учета которых их добыча и транспортировка невозможна. При добыче и транспортировке таких нефтяных систем на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин и уменьшению поперечного сечения нефтепроводов.

Регулирование низкотемпературных свойств НДС возможно различными физико-химическими способами (термическая обработка нефти, акустическое воздействие, использование углеводородных разбавителей и полимерных депрессорных присадок). Наиболее выгодным и экономически целесообразным способом улучшения низкотемпературных свойств нефтяных систем является использование депрессорных присадок. Введение присадки изменяет процесс кристаллизации ПУ в НДС, что приводит к повышению степени дисперсности, изменению формы и уменьшению агрегации кристаллов ПУ. Полимеры, входящие в состав присадок, очень разнообразны, но наибольшей активностью обладают полимеры с высокой молекулярной массой, при этом наиболее эффективными являются присадки, содержащие сополимеры алкилметакрилатов.

Объектом исследования являются модельные растворы ПУ и САК в керосине, полиалкилатные присадки комплексного действия.

Цель исследования: установить влияние Присадок, содержащих разную концентрацию основного действующего вещества – полиалкилметакрилата, на вязкость и низкотемпературные свойства нефтяных модельных систем с высоким содержанием ПУ и САК.

Задачи исследования:

✓ Определить влияние концентрации полимера на структурно-механические свойства малопарафинистых, парафинистых и высокопарафинистых нефтяных дисперсных систем, характеризующихся полным отсутствием смолисто-асфальтеновых компонентов.

✓ Установить влияние смолистых компонентов на эффективность действия Присадок, характеризующихся различным содержанием полимера, на примере высокопарафинистых малосмолистых нефтяных систем.

✓ Изучить влияние концентрации полимера в Присадках на вязкостно-температурные и седиментационные свойства нефтяных дисперсных систем, содержащих как смолистые, так и асфальтеновые компоненты.

Работа представлена ведением, 5 разделами и заключением, приведен список публикаций студента, список использованных источников.

В процессе исследования было изучено влияние Присадок, содержащих разную концентрацию основного действующего вещества – полиалкилметакрилата, на вязкостно-температурные свойства нефтяных дисперсных систем с различным содержанием парафиновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов.

Степень внедрения: на данном этапе работа является фундаментальным исследованием с дальнейшими рекомендациями на установках промышленной подготовки нефти.

Область применения: добыча и транспортировка нефти и нефтепродуктов.

В будущем планируется расширить круг объектов исследования.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
Список используемых обозначений и сокращений.....	14
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	15
1.1 Классификация нефтей.....	15
1.1.1 Парафиновые углеводороды.....	16
1.1.2 Смолы и асфальтены.....	17
1.2 Реологические свойства НДС.....	20
1.2.1 Температура застывания.....	22
1.2.2 Вязкость нефтей.....	24
1.3 Депрессорные присадки	27
1.3.1 Механизм действия депрессорных присадок.....	29
1.4 Асфальтосмолопарафиновые отложения.....	31
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	34
2.1 Объекты исследования.....	34
2.2 Методы исследования.....	35
2.2.1 Определение реологических свойств нефтяных систем.....	35
2.2.2 Определение температуры застывания и помутнения нефтяных модельных систем.....	38
2.3 Методика определения количества асфальтосмолопарафиновых отложений методом «холодного стержня».....	39
2.4 Методика определения группового состава нефти и асфальтосмолопарафиновых отложений.....	40
2.5 Методика определения состава и содержания н-алканов масляных фракций.....	41
2.6 Особенности кристаллической структуры парафиновых углеводородов.....	42
3. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА.....	43
3.1 Влияние концентрации полимера на реологические характеристики модели малопарафинистой НДС (3 %-ный раствор НП в керосине).....	43
3.1.1 Влияние концентрации полимера на количество и состав парафиновых отложений модели малопарафинистой НДС (3 %-ный раствор НП в керосине).....	45
3.2 Изучение влияния концентрации полимера на реологические характеристики модели парафинистой нефтяной дисперсной системы (6 %-ный раствор НП в керосине).....	48
3.2.1 Влияние концентрации полимера на количество и состав парафиновых отложений модели парафинистой НДС (6 %-ный раствор НП в керосине).....	52
3.3 Изучение влияния концентрации полимеров на реологические характеристики моделей высокопарафинистых НДС (10 %-ный и 20 %-ный раствор НП в керосине).....	54
3.3.1 Влияние Присадок на количество и состав парафиновых отложений моделей высокопарафинистых НДС (10 %-ный и 20 %-ный раствор НП в керосине).....	59

3.4 Изучение влияния концентрации полимера на реологические характеристики моделей высокопарафинистых НДС, содержащих смолистые компоненты (20 %-ный раствор НП в керосине, содержащий 2, 6 и 10 % смол).....	62
3.4.1 Влияние полимеров на количество и состав АСПО моделей высокопарафинистых НДС, содержащих смолистые компоненты (20 %-ный раствор НП в керосине, содержащий 2, 6 и 10 % смол).....	66
3.5 Изучение влияния полимеров на реологические характеристики модели высокопарафинистой НДС, содержащей смолисто-асфальтеновые компоненты.....	71
3.5.1 Изучение влияния полимеров на количество и состав АСПО модели высокопарафинистой НДС, содержащей смолисто-асфальтеновые компоненты.....	73
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	77
4.1.1 Диаграмма Исикавы.....	77
4.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	77
4.1.3 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	79
4.1.4 Инициация проекта.....	79
4.1.5 Организационная структура проекта.....	80
4.2 Планирование управления научно-техническим проектом.....	81
4.2.1 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	84
4.2.2 Основная заработная плата.....	85
4.2.3 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала.....	87
4.2.4 Отчисления на социальные нужды.....	88
4.2.5 Накладные расходы.....	88
4.3 Матрица ответственности.....	89
4.3.1 Реестр рисков проекта.....	89
4.3.2 План управления контрактами и поставками.....	90
4.3.3 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	90
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
5.2 Экологическая безопасность.....	95
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	128

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с истощением запасов легких нефтей все более актуальным становится изучение нефтяных систем, характеризующихся повышенным содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) [1]. Парафинистые и высокопарафинистые нефтяные дисперсные системы (НДС) в условиях низких температур проявляют свойства неньютоновских жидкостей, без учета которых их добыча и транспортировка невозможна [2, 3, 4]. При добыче и транспортировке таких нефтяных систем на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин и уменьшению поперечного сечения нефтепроводов [1, 2].

Регулирование низкотемпературных свойств НДС возможно различными физико-химическими способами (термическая обработка нефти, акустическое воздействие, использование углеводородных разбавителей и полимерных депрессорных присадок) [5, 6]. Наиболее выгодным и экономически целесообразным способом улучшения низкотемпературных свойств нефтяных систем является использование депрессорных присадок. Введение присадки изменяет процесс кристаллизации ПУ в НДС, что приводит к повышению степени дисперсности, изменению формы и уменьшению агрегации кристаллов ПУ [7, 8]. Полимеры, входящие в состав присадок, очень разнообразны, но наибольшей активностью обладают полимеры с высокой молекулярной массой, при этом наиболее эффективными являются присадки, содержащие сополимеры алкилметакрилатов. Поэтому целью работы было установить влияние Присадок, содержащих разную концентрацию основного действующего вещества – полиалкилметакрилата, на вязкость и низкотемпературные свойства нефтяных модельных систем с высоким содержанием ПУ и САК.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

✓ Определить влияние концентрации полимера на структурно-механические свойства малопарафинистых, парафинистых и высокопарафинистых нефтяных дисперсных систем, характеризующихся полным отсутствием смолисто-асфальтеновых компонентов.

✓ Установить влияние смолистых компонентов на эффективность действия Присадок, характеризующихся различным содержанием полимера, на примере высокопарафинистых малосмолистых нефтяных систем.

✓ Изучить влияние концентрации полимера в Присадках на вязкостно-температурные и седиментационные свойства нефтяных дисперсных систем, содержащих как смолистые, так и асфальтеновые компоненты.

Основные положения работы были обсуждены и одобрены на XXII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», а так же на Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва «Химия и химическая технология в XXI веке», 2018 г., г. Томск.

Список используемых обозначений и сокращений

НДС – нефтяные дисперсные системы;
САК – смолисто-асфальтеновые компоненты;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ММ – молекулярная масса;
ММВ – межмолекулярное взаимодействие;
ПУ – парафиновые углеводороды;
АУ – ароматические углеводороды;
НУ – нафтеновые углеводороды;
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
НП – нефтяной парафин;
ПАА – полиалкилакрилат;
ПО – парафиновые отложения.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Классификация нефтей

Нефть по своему составу представляет сложную смесь газообразных, жидких углеводородов, а также сернистых, азотистых и кислородных органических соединений [9, 10]. По плотности нефть легче воды [11, 12].

Основными элементами в составе нефти являются С - углерод (84-87 % мас.) и Н - водород (11-14 % мас.). Среди других компонентов в составе нефти присутствуют S - сера (0,5-5 % мас.), N - азот (до 0,3 % мас.), О - кислород (до 3 % мас.). В нефти также содержатся тяжелые металлы и другие элементы в малых количествах [13]. В состав нефти входят нафтеновые, метановые и ароматические углеводороды, которые содержат от 5 до 17 атомов углерода.

Нефть классифицируют по содержанию углеводородов и неуглеводородных компонентов (табл. 1.1, 1.2).

Россия занимает первое место по ресурсам парафинистых и высокопарафинистых нефтей, Казахстан – на втором месте, а Китай – на третьем [1]. Существует классификация нефти по массовому содержанию твердых парафиновых углеводородов (табл. 1.2).

Таблица 1.1 – Классификация нефтей по содержанию ПУ [15]

Название	Содержание парафиновых углеводородов, % мас.
Малопарафинистые	Не более 1,5
Парафинистые	1,5 – 6
Высокопарафинистые	Более 6

По внешнему виду нефть – это темная, маслянистая жидкость. Цвет нефти зависит от содержания смол и асфальтенов, а также некоторых непредельных и ароматических углеводородов [16]. Обычно, чем тяжелее нефть, тем она темнее. В мире существуют бурые, красные и почти бесцветные нефти.

В таблице 1.2 представлена классификация нефтей по содержанию САК.

Таблица 1.2 – Классификация нефтей по содержанию смолисто-асфальтеновых компонентов(САК)[14, 15]

Название	Содержание смол и асфальтенов, % мас.
Малосмолистые	Менее 10
Смолистые	10 – 25
Высокосмолистые	Более 25

Из-за высокого содержания ПУ и САК в нефти ухудшаются ее структурно-реологические свойства, что приводит к осложнениям и удорожанию технологических процессов при переработке нефти и ее транспортировке. При транспортировке высокопарафинистой нефти по трубопроводу происходит накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности промыслового оборудования [9].

1.1.1 Парафиновые углеводороды

Трудности, возникающие при транспорте высокопарафинистой нефти, связаны с наличием в ее составе твердых кристаллов ПУ нормального строения [17]. По мере охлаждения нефти ПУ образуют мелкие игольчатые кристаллы, которые соединяются между собой. С понижением температуры увеличивается количество кристаллов, это приводит к тому, что образуются пространственные решетки во всём объеме нефти, создавая неподвижную жидкую фазу. Размеры этих кристаллов бывают различные, всё зависит от состава нефти, а также от скорости охлаждения жидкости [18]. Чем больше в нефти САК и ПУ, тем будет прочнее пространственная решетка и соответственно будет выше вязкость[19].

Твердые углеводороды нефти являются сложной смесью, в состав которой входят парафиновые углеводороды, различающиеся молекулярной массой и структурой. Низкомолекулярные н-алканы имеют большую подвижность и меньшее поверхностное натяжение в сравнении с высокомолекулярными. Вместе с тем, способность к ассоциации молекул ПУ возрастает при переходе от низкомолекулярных к высокомолекулярным алканам [20].

Обычно н-алканы (рис.1.1) являются инертными ко многим химическим реагентам. Химическую инертность ПУ к реакциям присоединения объясняют тем, что все свободные связи углеродных атомов богаты водородом [21]. Межмолекулярные взаимодействия н-алканов характеризуются дисперсионными силами, которые определяют степень ассоциации молекул при кристаллизации [22].

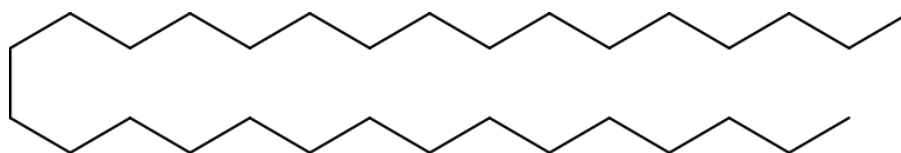


Рисунок 1.1 – Структурная формула н-алканов

Церезины представляют собой смесь парафиновых углеводородов изомерного и нормального строения с 36-55 атомами углерода в молекуле, температурой плавления 65-85°C и молекулярной массой 500-700 [23]. Кроме того, церезины содержат также парафино-нафтено-ароматические и парафино-нафтенновые углеводороды. В отличие от парафинов церезины имеют большую вязкость и более эффективно загущают нефтепродукты [24, 25].

1.1.2 Смолы и асфальтены

Смолисто-асфальтеновые вещества – это неуглеводородные, гетероорганические высокомолекулярные компоненты, входящие в состав нефти. Так как смолы и асфальтены имеют схожий элементный состав и структуру углеродного скелета, трудно разделить их на две отдельные группы[26].

Из-за наличия гетероатомов и функциональных групп смолы являются полярными компонентами нефти[27]. Значительный вклад в поверхностную активность смол и асфальтенов вносят карбоксильные и фенолгидроксильные группы. Поэтому, смолы и асфальтены являются непрерывным рядом разнообразных трудноразделимых высокомолекулярных соединений гибридного строения.

Около 70-90 % от всего гетероорганического состава нефти - это смолы[28]. По сравнению с асфальтенами смолы на 10 % богаче водородом. Большая часть всех смол является нейтральными веществами. Конденсированные циклические системы являются основой структурных элементов молекул нефтяных смол. В их состав входят циклоалкановые кольца, ароматические, также гетероциклические, которые соединены между собой короткими алифатическими мостиками, с расположенными в них несколькими алифатическими, в меньшей степени циклическими заместителями в цикле [29]. Строение звеньев смол представлены на рисунке 1.2. Количество и положение гетероатомов смол зависит от химической природы нефти [30].

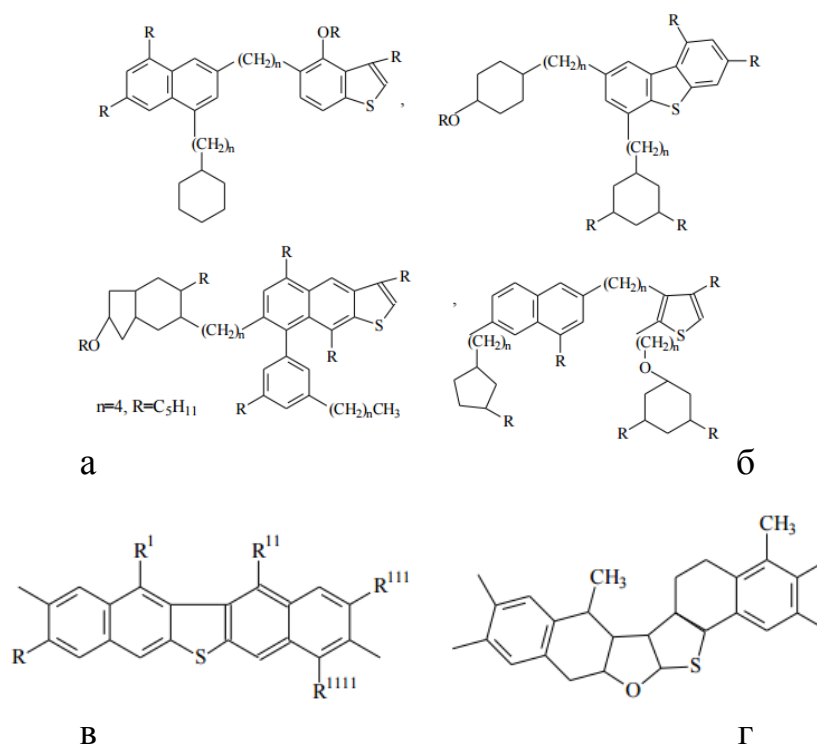


Рисунок 1.2 – Строение звеньев асфальтенов и смол[27]

Содержание основных элементов в смолах составляет: углерод от 79 до 87 % мас., а водорода от 9 до 11 % мас., кислород от 1 до 7 % мас., сера от 0,1 до 7-10 % мас.. Также в нефтяных смолах и асфальтенах различных месторождений есть различия в содержании гетероатомов. Сера входит в состав гетероциклов, тиольных групп и сшивающих молекулы сульфидных мостиков. Кислород в смолах и асфальтенах представлен в форме гидроксильных, карбоксильных,

эфирных, карбонильных групп и фурановых циклов. Также в САК возможно содержание азота до 2 % мас., который преимущественно входит в гетероароматические фрагменты пиридинового, пиррольного и порфиринового типа [31]. При этом пиррольные кольца можно встретить чаще и в виде порфиринового комплекса никеля и ванадия.

Смолы являются очень вязкими малоподвижными жидкостями, иногда встречаются даже твёрдые аморфные вещества с окраской от тёмно-коричневых до бурых. Плотность смол часто равна 1,1 г/мл, а их молекулярная масса 600-1000. Нефтяные смолы химически и термически нестабильные, они быстро окисляются и могут конденсироваться, при этом превращаясь в асфальтены. Смолы могут сульфироваться, с легкостью переходя в раствор H_2SO_4 . С хлоридами различных металлов, а также с фосфорной кислотой смолы образуют комплексы [32].

Асфальтены являются гетероциклическими соединениями нефти, способными к межмолекулярному взаимодействию, образуя при этом надмолекулярные структуры. Молекулы асфальтенов отличаются от смол тем, что имеют более высокую молекулярную массу (ММ), низкое содержание водорода и более высокое содержание углерода, а также конденсированную ароматическую структуру [33].

Ученые предположили, что асфальтены образуются путем конденсации смол [34, 35]. На основе анализа большого количества исследований был сделан вывод, что химическое строение молекул асфальтенов представляет собой ароматическую, полициклическую, усиленно конденсированную систему, имеющую у ароматического ядра короткие алифатические заместители. Среди молекул асфальтенов есть пяти- и даже шестичленные гетероциклы. У нефтей различного природного происхождения могут в широких пределах меняться количественные соотношения нафтеновых, ароматических и гетероциклических структурных элементов асфальтеновых компонентов. На рисунке 1.2 (в, г) предложены полициклические структуры – звенья молекул асфальтенов и смол.

Полярные центры возникают в молекуле асфальтенов из-за гетероатомов и сопряжённых систем-электронов ароматических фрагментов. Это говорит о том, что склонность асфальтенов к ассоциации присутствует в разбавленных растворах. Асфальтены сохраняют данную способность в нефтях. Если концентрация асфальтенов слишком большая, то образуется коллоидная система, которая влияет на вязкость нефти [36].

Асфальтены представляют собой твёрдые аморфные вещества, плотность которых превышает $1,14 \text{ г/см}^3$, а молекулярная масса колеблется от 2000-4000. Асфальтены, выделившиеся из нефтяного сырья имеют хорошую растворимость в различных растворителях: сероуглерод, хлороформ, бензол и другие. А вот в насыщенных углеводородах они не растворимы. Таким образом, выделение асфальтенов из нефтепродуктов основано на вышесказанном свойстве. Если повышать температуру, то асфальтены начнут размягчаться, при температуре выше 300°C , асфальтены переходят в кокс и газ. Асфальтены могут вступать в реакции галогенирования, нитрования, сульфирования, окисления, при этом немного сложнее гидрируются [37, 38].

Смолы и асфальтены направляют на переработку для получения более лёгких традиционных нефтепродуктов, с помощью процесса гидрокрекинга. При этом их можно применять для различных целей, например, как антисептик, или как ингибитор биоразрушения и др.

Таким образом, смолы и асфальтены в наибольшей степени различаются по следующим параметрам:

- ✓ ММ;
- ✓ Массовым соотношением С:Н;
- ✓ Растворимостью в низкомолекулярных алканах;
- ✓ Степенью ароматичности и числом конденсированных колец.

1.2 Реологические свойства НДС

Высокопарафинистые нефти представляют собой реологически сложные жидкости, которые являются неравновесными системами с неоднородным составом, способные к структурообразованию при понижении температуры.

Известно, что реологические свойства высокопарафинистых нефтей определяются их составом. Важно отметить, что наличие смол в нефти придает им упругие свойства, однако, присутствие н-алканов приводит к нелинейно-вязким свойствам [39].

В работе [40] показано, что для нефтяной дисперсной системы (НДС) при понижении температуры характерен переход от ньютоновских к неньютоновским свойствам. Согласно современным представлениям при повышенной температуре (выше температуры плавления) молекулы ПУ, содержащиеся в НДС, находятся в растворенном состоянии и нефть представляет собой свободнодисперсную или псевдопластичную жидкость. При понижении температуры нефти изменяется пространственное положение молекул н-алканов, уменьшается энергия их теплового движения и снижается растворяющая способность легких фракции нефтяной системы. В дальнейшем из-за насыщения и пересыщения раствора ПУ происходит образование первичных центров кристаллизации и их рост. При температуре, близкой к температуре кристаллизации ПУ нефти, увеличиваются размеры и число кристаллических структур, что приводит к образованию пространственной трехмерной сетки по всему объему НДС, сильно разветвленные алканы при этом образуют аморфную фазу [41]. Формирование структурной сетки характеризуется возникновением связнодисперсной системы, обладающей вязкопластичными свойствами. Структурно-механические свойства парафинсодержащих НДС исследовались в работе. Авторами проверялась гипотеза, согласно которой ПУ в рассматриваемой системе могут находиться в трех состояниях: молекулярном (в этом случае они являются компонентом дисперсионной среды), агрегированном и в виде сплошной объемной сетки (ПУ входят в состав дисперсной фазы). Показано, что при увеличении содержания ПУ

в нефтяной системе сначала происходит образование локализованных пространственных структур, а в дальнейшем формируется сплошная структура в виде трехмерной сетки. Полученные авторами результаты подтвердили выдвинутую ими гипотезу о резком изменении свойств системы при переходе ПУ из растворенного в агрегированное состояние.

Природа, особенности структурообразования и реологическое поведение высоковязких парафинистых нефтей и природных битумов подробно изучались в работах Ратова А.Н. [42]. Автор считает, что основной причиной структурообразования в природных битумах и высоковязких нефтях, обуславливающих их высокие вязкости и проявление структурно-механической прочности, являются молекулярная масса веществ высокомолекулярных фрагментов САК, которые связаны сильным парамагнетизмом имеющихся в их составе полиароматических структур. Отмечено, что резкие изменения реологических свойств наблюдались на фоне плавного изменения химического состава НДС, выражающегося в постепенном возрастании концентрации САК, что обусловлено единой физико-химической природой структурообразования в природных битумах и высоковязких нефтях и соответствует их генетической общности[43].

На сегодняшний день для улучшения транспортных свойств высокопарафинистых нефтей чаще применяют химические реагенты – это полимерные вещества, которые препятствуют образованию пространственной кристаллической сетки парафинов во всем объеме нефти, и соответственно, снижают температуру застывания и улучшают реологические свойства нефти.

1.2.1 Температура застывания

Образование твердой кристаллической сетки во всем объеме НДС или просто выпадение в осадок компонентов при понижении температуры нефтепродуктов является крайне нежелательным процессом, так как создает

огромные трудности при добычи нефти и эксплуатации нефтяного оборудования в условиях низкой температуры [44].

Характер выпадения кристаллов ПУ при охлаждении нефтей зависит от скорости зарождения центров кристаллизации и их дальнейшей скорости роста. Следовательно, чем быстрее снижается температура, тем скорость образования центров кристаллизации выше, при этом скорость роста кристаллов меньше. Поэтому чаще всего при высоких температурах происходит образование небольшого числа крупных кристаллов, а при пониженных температурах образуется большое количество мелких.

Как правило, с увеличением ММ нефтепродуктов и с увеличением температуры кипения, происходит увеличение температуры кристаллизации углеводородов.

Углеводороды, имеющие симметричное строение молекул обладают наиболее высокой температурой кристаллизации. Напротив, разветвленные алканы, арены и моноциклические циклоалканы не могут кристаллизоваться и переходят в состояние, которое называют аморфным [45].

Чаще всего ПУ и церезины кристаллизуются при более высоких температурах, чем компоненты нефтепродуктов, которые теряют свою подвижность.

При кристаллизации ПУ происходит процесс помутнения нефтепродукта. Это обуславливается тем, что в объеме НДС образуются мелкие кристаллы ПУ, это явление называется моментом помутнения. Температуру, установленную при этом, называют температурой помутнения.

Температура застывания с практической точки зрения, определяет, при каких условиях жидкие нефтепродукты теряют свою текучесть. Эта температура является технической характеристикой, по которой можно судить о транспортных свойствах нефтепродуктах. При этом температуру застывания используют, как параметр для оценки технико-экономических показателей, себестоимости перекачки нефти по трубопроводным сетям. Температуру застывания учитывают

при планировании определенных технологических операций по переработке и добыче нефти [46].

1.2.2 Вязкость нефтей

Вязкость нефти колеблется в широких пределах, определяется её фракционным составом, температурой и содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. При этом, чем температура выше и, чем больше содержание легких фракций, тем соответственно ниже вязкость. Присутствие смол и асфальтенов в нефти также существенно повышает значения вязкости НДС.

На вязкость нефтепродуктов влияют:

- ✓ давление;
- ✓ температура;
- ✓ САК;
- ✓ количество растворенных газов;
- ✓ высокомолекулярные ПУ;
- ✓ структурно-групповой состав;
- ✓ полярность компонентов;
- ✓ ММ углеводородов.

Реологические исследования позволяют связать макроскопические деформации и течение НДС с движением ее подвижных частиц [18]. При сдвиговом течении соседние слои жидкости вместе с находящимися в них частицами движутся с разными скоростями [47]. Экспериментально и теоретически установлено, что вязкопластичные и неньютоновские свойства нефти в пласте проявляются в следующих случаях [48]:

- при высоком содержании САК;
- при кристаллизации твердых высокомолекулярных ПУ;

Высокомолекулярные компоненты нефти оказывают наибольшее влияние на вязкость нефти [49]. Кроме САК на значения вязкости при низких температурах оказывают высокомолекулярные углеводородные компоненты.

Присутствие высокоплавких ПУ и САК в нефти и степень их взаимодействия влияет на прочность структуры НДС при низких температурах.

Для парафиносодержащих НДС характерно образование кристаллов парафина при понижении температуры. Благодаря действию адсорбционных сил часть жидкой фазы ориентируется вокруг кристаллов ПУ и образует сольватную оболочку. При достаточно низких температурах выделившиеся кристаллы образуют пространственную решетку, в ячейках которой концентрируется часть дисперсионной среды, и система в целом приобретает механическую прочность [50, 51, 52].

При переходе жидкости из состояния покоя в состояние стационарного течения разрушаются пространственные структуры, и наблюдается разрыв связей между ассоциатами. При этом состояние молекул нефтяной системы находится в зависимости от соотношения энергий межмолекулярного взаимодействия и теплового движения. По этой причине оказываются взаимосвязанными параметры энергии вязкого течения и ассоциативности (структурированности) жидкости и существует возможность определения на основании вязкостных данных средней степени ассоциации, а также энергии межмолекулярного взаимодействия, которая отражает интегральный эффект межмолекулярных взаимодействий различного типа, реализуемых в нефтяной системе сложного состава. Так в работе [53] предложен метод оценки степени ассоциации молекул (т.е. размеров ассоциатов взаимодействующих молекул) в нефтяных системах с помощью вязкостно-температурных зависимостей.

Исследование степени ассоциации молекул и размеров комплексов реальных нефтяных систем основывается на значениях энергии активации вязкого течения [52]. Энергия активации вязкого течения, определяемая по тангенсу угла наклона касательной к графику зависимости $\lg \eta$ от $1/T$, характеризует прочность связей в ассоциативных комплексах в каждом структурном состоянии нефтяной системы, соответствующем данной температуре.

Увеличение или уменьшение энергии активации свидетельствует об изменениях надмолекулярной структуры жидкости [53].

Реологические исследования нефтяных дисперсных систем позволяют определять изменение размеров ассоциатов дисперсной фазы, энергии межмолекулярных взаимодействий внутри ассоциата, температуры фазовых переходов системы в динамических условиях, т. е. при одновременном изменении внешних условий и скорости сдвига.

Особый интерес представляют связь температурной зависимости вязкости с составом и молекулярной структурой системы. Состояние молекул нефтяной дисперсной системы находится в зависимости от соотношения энергий межмолекулярного взаимодействия и теплового движения, что обуславливает взаимосвязь параметров энергии вязкого течения и структурированности системы [54]. Поэтому на основании вязкостно-температурных зависимостей был предложен метод оценки степени ассоциации молекул в НДС, а также энергии межмолекулярного взаимодействия.

Известно, что высокопарафинистые нефти являются тиксотропными дисперсными системами. Явление тиксотропии выражается в гистерезисе реологических кривых течения «напряжение – скорость сдвига», получаемых при повышении и снижении скорости сдвига (γ), а также в уменьшении эффективной вязкости (μ) при увеличении γ . Зависимость μ от величины γ связывают с процессом разрушения структуры при повышении скорости и ее восстановления при снижении γ . Авторы [55] считают, что явление гистерезиса обусловлено запаздыванием процесса восстановления или недостаточным разрушением нативной структуры.

В работе [56] показано, что реологическая модель Кэссона, в первом приближении, позволяет адекватно описывать течение тиксотропных систем, в частности, высокопарафинистой нефти. Гистерезис реологических кривых течения и отклонения от прямых по модели Кэссона в области низких γ объясняется с помощью функции распределения частиц по величинам осевого

отношения агрегатов. В статье [57] исследовались структурно-механические свойства 18 нефтей Северного моря различного компонентного состава. Показано, что модель Кэссона адекватно описывает реологическое поведение всех исследуемых нефтяных систем.

1.3 Депрессорные присадки

В России и во всем мире в настоящее время возросла доля высокопарафинистых нефтей, отличающихся высокой температурой застывания. Поэтому возникают проблемы добычи таких нефтей, подготовки, транспортировки их по трубопроводам и переработки, что обусловлено повышением вязкости, потерей текучести НДС в районах с большим годовым перепадом температур. Высокопарафинистая нефть при отрицательных температурах обладает свойствами неньютоновской жидкости, поэтому при прокладке трубопровода проектировщики учитывают климатические условия, которые могут усугубить транспортировку и хранение сырья, учитывают поведение смесей при перекачке и переработке [58].

Чтобы снизить температуру застывания и улучшить реологические характеристики добываемой нефти на месторождениях, используются различные технологии:

- ✓ Термическая обработка, при этом необходимо нагревать ее до 50-60°C (нагрев паром, заливка горячей нефтью), но это экономически не выгодно, так как приведет к излишним затратам;
- ✓ Методы физического воздействия, например, очистка скребками, при этом необходима остановка работы скважины;
- ✓ Разбавление легкими фракциями нефти или определенными растворителями, но этот способ не всегда экономически выгоден;
- ✓ Введение химических растворителей и ПАВ, которые регулируют вязкоупругие свойства нефтепродуктов.

- ✓ Обработка физическими полями (ультразвуком, магнитным полем).

При всем разнообразии марок и наименований выпускаемой продукции, наиболее распространенными и эффективными являются высокомолекулярные полимерные присадки различных классов [59].

Депрессорные присадки – реагенты, которые предназначены для улучшения реологических свойств нефтей при их добыче и транспортировке. При транспортировке нефти по магистральным трубопроводам целесообразно применять депрессорные присадки, как самый эффективный метод борьбы с выпадением кристаллов ПУ при пониженных температурах. Вводя в поток высокопарафинистой нефти небольшое количество полимера, происходит улучшение реологических свойств жидкости [60]. Но создать одну присадку, подходящую для всех типов нефтей невозможно, так как состав нефти на каждом месторождении строго индивидуальный, поэтому путем лабораторных исследований определяется эффективная присадка и ее концентрация для каждой НДС.

Депрессорные присадки в малых дозах, примерно 0,05 – 0,10% мас., позволяют существенно снизить температуру застывания, а также улучшить текучесть НДС при низких температурах[61]. Большое значение имеют условия применения присадки, при ее вводе нефть должна быть разогрета до температуры на 10-15 °С выше температуры застывания входящих в нее н-алканов. Это необходимо для того, чтобы расплавить ПУ, и разрушить уже образовавшуюся структуру[62].

Депрессорные присадки, чаще всего представляют собой растворы полимера, активного вещества, в органическом растворителе (толуоле). Растворитель играет роль обеспечения равномерного распределения депрессора и быстрой растворимости в нефти. Разработано большое количество депрессорных присадок, которые классифицируются по химической природе их активного вещества [63].

На реологию нефтей при добавлении депрессорных присадок значительное влияние оказывает скорость охлаждения нефти.

Поэтому исследование и разработка более эффективных депрессорных присадок – это актуальное решение проблемы для транспорта высокопарафинистых нефтей. [64].

Эффективность действия различных присадок зависит от состава НДС. Во-первых, при увеличении общего содержания и молекулярной массы ПУ в составе НДС возрастает количество образующихся кристаллов ПУ и тогда для обеспечения максимальной эффективности действия присадки необходимо увеличение либо длины алкильных заместителей полимера либо концентрации полимера в составе реагента. Во-вторых, на эффективность действия присадки может влиять полярность дисперсионной среды. Например, присадка на основе полиалкилметакрилатов наиболее эффективна в неполярной среде, а в полярной неактивна. Это связано с тем, что в неполярной среде алкильные заместители полимера присадки распрямлены и направлены в среду НДС и, вследствие этого, макромолекула может взаимодействовать с ПУ нефтяной системы и тем самым влиять на процесс кристаллизации. В-третьих, отмечено, что в зависимости от содержания САК в НДС эффективность действия присадки может изменяться. Однако, каким образом САК могут оказывать влияние на эффективность действия присадок в настоящее время, не установлено.

Эффективность полимерных присадок в значительной степени зависит от строения полимерных молекул, чаще всего от степени разветвленности углеводородной цепи и длины, от природы и месторасположения алкильных заместителей, от ММ полимера [65, 66]. Известно, что эффективность действия присадки можно повысить, если увеличить длину углеводородного радикала в структуре полимера. При этом структура и длина их соизмерима с длиной цепи ПУ исходной нефти[66].

1.3.1 Механизм действия депрессорных присадок

В настоящее время существует много работ, посвященных изучению влияния депрессорных присадок различного состава на вязкостно-температурные свойства НДС [61, 64, 65, 66]. На основании использования различных экспериментальных методов исследований было предложено несколько механизмов действия депрессоров на кристаллизацию н-алканов.

1. Адсорбционный механизм основывается на том, что алкильные заместители полиалкилметакрилатов входят в состав кристалла н-алкана, а основная цепь полимера с полярными группами остается на поверхности, то есть имеет место сокристаллизация в поверхностном слое. Остающиеся на поверхности полярные группы полимера затрудняют присоединение следующих молекул н-алкана и тем самым ограничивают рост кристалла, возможности его контакта с соседними кристаллами и образование пространственного каркаса.

2. При поверхностной сокристаллизации присоединение молекулы депрессора происходит путем включения одного из алкильных отрезков молекулы депрессора на стадии роста кристалла. При этом рост кристалла прекращается, так как депрессор блокирует его рост.

3. Также в зависимости от природы депрессора действие взаимодействия н-алкана и присадки может осуществляться как за счет механизма адсорбции, так и сокристаллизации.

Взаимодействие н-алканов и алкильных групп депрессора путем образования комплекса ассоциата н-алкана – Присадка возможно в тех случаях, когда н-алканы находятся в растворе. По-видимому, именно склонностью н-алканов к образованию ассоциированных комплексов н-алкан – депрессор объясняется способностью депрессоров снижать динамическую вязкость и облегчать прокачиваемость НДС. Последние при температуре намного выше температуры начала кристаллизации ПУ обладают четко выраженной структурной вязкостью. Образование ассоциированных комплексов н-алкана с

депрессором препятствует созданию разветвленной структуры в жидкой углеводородной системе и тем самым способствует снижению ее динамической вязкости. При температуре ниже температуры начала кристаллизации н-алканов взаимодействии их с молекулами депрессоров, по-видимому, идет по механизму поверхностной кристаллизации [61].

В последние годы имеется тенденция к разработке композиционных депрессорных присадок, состоящих из 2 и более компонентов активного вещества. Такие присадки обладают большой эффективностью благодаря синергизму действия компонентов либо комплексным воздействием на низкотемпературные свойства [66].

1.4 Асфальтосмолопарафиновые отложения

Под механизмом образования АСПО понимают совокупность процессов, которые приводят к накоплению твердой фазы на поверхности нефтепромыслового оборудования при транспортировке нефти [67]. По мере движения нефтяной системы от забоя к устью скважины и далее снижается температура и давление нефтяного потока, что является определяющими факторами образования отложений органических соединений на внутренних стенках промыслового оборудования. Снижение давления при добыче нефти сопровождается выделением газа, соответственно проявляется эффект Джоуля-Томсона, и как следствие температура потока снижается. При снижении температуры ухудшается растворяющая способность нефти, в результате чего в системе появляются кристаллы парафиновых углеводородов [68].

Согласно современным представлениям существуют различные теории, позволяющие описывать образование АСПО. Наиболее распространенная теория объясняет образование АСПО с точки зрения температуры кристаллизации твердых парафино-нафтяных углеводородов [69]. Такая теория не учитывает таких определяющих факторов как адгезия, адсорбция и влияние САК нефтяной

системы. На практике она применима в случаях, когда эксплуатация нефтепромысловых объектов происходит при пониженных температурах (зимний период) и фактор индивидуальной кристаллизации парафино-нафтовых углеводородов играет основную роль в процессах парафинизации нефтепромыслового оборудования. Существует также теория, которая принимает во внимание существенное влияние САК на процесс парафинизации нефтепромыслового оборудования. Процесс образования АСПО объясняется сложным сочетанием процессов коагуляции, агрегации и мицеллообразования парафино-нафтовых углеводородов и асфальтенов нефтяной системы [67]. Многими исследователями показано, что смолы НДС способны как ингибировать, так и усугублять процесс парафинообразования путем образования ассоциативных комплексов с асфальтенами [54].

Многолетние исследования ученых позволили к настоящему времени выделить следующие факторы, влияющие на процесс образования нефтяных отложений:

- ✓ Нарушение гидродинамического равновесия системы;
- ✓ Температурный фактор;
- ✓ Скорость движения нефтяного потока;
- ✓ Компонентный состав нефти и д.р.

При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСПО следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойства добываемой продукции. Существуют множество методов борьбы с АСПО:

- ✓ Термические;
- ✓ Механические;
- ✓ Физические;
- ✓ Химико-механические;
- ✓ Химические.

Одним из наиболее перспективных способов предотвращения процесса образования АСПО на внутренних стенках промышленного оборудования является метод, основанный на использовании химических реагентов.. Химический метод основан на дозировании в добываемую продукцию различных химических реагентов (присадок). В основе их действия лежат адсорбционные процессы на границе раздела фаз: нефть – дисперсная фаза, нефть – металлическая поверхность. Химические реагенты, предотвращающие формирование АСПО при добыче и транспортировке нефтяных систем, называются ингибиторами образования АСПО [69].

Реагенты депрессорного действия, представляют собой органические неионогенные поверхностно-активные вещества (полиолефины, сложные эфиры, высшие спирты), с молекулярной массой до 5000, действующие в области температуры кристаллизации парафиновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов нефти. Механизм действия депрессоров заключается в преобразовании сольватной оболочки кристаллов ПУ тем самым, затрудняя способность кристаллов к агрегации и предотвращая их дальнейший рост [69].

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Объекты исследования

Работа проводилась в лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН на оборудовании, имеющем свидетельство о поверке. Все реактивы, используемые в данном исследовании, были приобретены в торгово-производственной компании города Томска ООО «Химмедснаб».

В настоящей работе исследовано влияние концентрации полимера в присадке на реологические характеристики и седиментационные свойства НДС с различным содержанием ПУ и смолистых компонентов.

В качестве объектов исследования были выбраны модельные системы, представляющие собой растворы нефтяного парафина (НП)(ГОСТ 23683-89) в осветительном керосине (ТУ 38401-58-10-90) в различных концентрациях - 3, 6, 10 и 20 % мас.

- ✓ 3 % мас. раствор НП – модель малопарафинистой НДС;
- ✓ 6 % мас. раствор НП – модель парафинистой НДС;
- ✓ 10- и 20 % мас. растворы НП – модели высокопарафинистых НДС.

Содержание смолистых компонентов в модельном 20 % растворе НП варьировали от 2 и до 10 % мас.(табл.2.1).

Таблица 2.1 – Состав исследуемых образцов

Наименование образца	Содержание НП, % мас.	Содержание осветительного керосина, % мас.	Содержание смол, % мас.	Содержание асфальтенов, % мас.
3 % раствор	3,0	97,0	-	-
6 % раствор	6,0	94,0	-	-
10 % раствор	10,0	90,0	-	-
20 % раствор	20,0	80,0	-	-
Раствор I	20,0	78,0	2,0	-
Раствор II	20,0	74,0	6,0	-
Раствор III	20,0	70,0	10,0	-
Раствор IV	20,0	72,5	6,0	1,5

В работе исследовались депрессорные и ингибирующие свойства Присадок на основе полиаклиметарилата (табл.2.2).

Таблица 2.2 – Состав присадки

Образец	Состав
Присадка	Полиалкилакрилат(ПАА) C ₁₆ -C ₂₀ Концентрация полимерной основы 47,6% Концентрация соли алкилбензолсульфокислоты и доцеламина 5,5% Общая концентрация действующего вещества: 53,1%

На рисунке 2.1 представлена формула полимера полиалкилметакрилата.

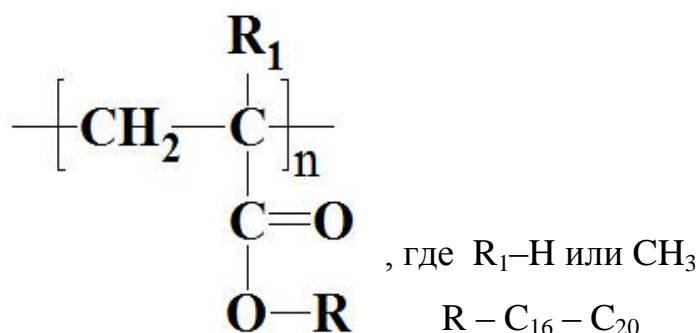


Рисунок 2.1 – Структурная формула полимера

Массовую долю полимера в растворах присадки варьировали от 20 до 60 % мас., в качестве растворителя использовали толуол ГОСТ 5789-78.

2.2 Методы исследования

2.2.1 Определение реологических свойств нефтяных систем

Реологические параметры исследуемых нефтяных систем определяли с помощью программируемого ротационный вискозиметр BROOKFIELD DV-III ULTRA, позволяющего проводить исследование реологических свойств неньютоновских и ньютоновских жидкостей при различных температурах и скоростях сдвига.

На рисунке 2.2 схематически представлена ячейка со шпинделем ротационного вискозиметра BROOKFIELD DV-III ULTRA.

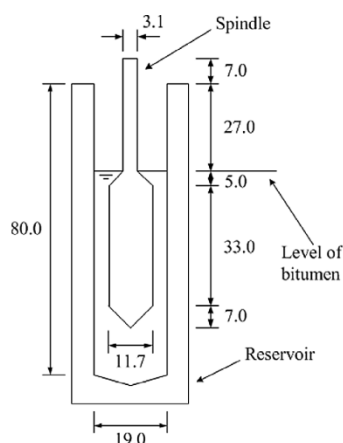


Рисунок 2.2 – Схема ячейки BROOKFIELD DV-III ULTRA

Где Spindle – шпindelь, Reservoir – ячейка, резервуар.

Данный прибор работает в режиме и управления скоростью сдвига (об/мин), и управления напряжением сдвига (крутящим моментом). Малый размер проб (объем ячейки составляет 8-10 мл) упрощает быстрое управление температурой во время испытания. Температуру поддерживают при помощи термостата в диапазоне от -20 до +35 °С. Погрешности ротационного вискозиметра: $\pm 1\%$. Дополнительное программное обеспечение для ПК позволяет прибору BROOKFIELD DV-III ULTRA проводить сбор и анализ данных.

Результатом измерения считается построение реограмм изменения динамической вязкости и напряжения сдвига, которые характеризуют динамику процесса разрушения структурированной нефтяной системы в ходе течения.

Расчет энергетических параметров гидромеханического разрушения структуры системы

Расчет энергетических параметров гидромеханического разрушения надмолекулярной структуры нефтяных систем различного состава проводился по методике, описанной в [68]. Для этого использовали реологические кривые прямого и обратного хода зависимости сдвигового напряжения от сдвиговой скорости исследуемых образцов.

Уравнение внутренней энергии системы записывается в виде:

$$dW = dQ + dA + dZ, \quad (2.a)$$

где W – внутренняя энергия системы; Q – теплота; A – работа; Z – энергия переноса массы.

При постоянной температуре и в отсутствии переноса массы изменение внутренней энергии dW происходит за счет работы dA . Площадь между кривыми течения прямого и обратного хода пропорциональна энергии разрушения надмолекулярной структуры нефти dW_c . Для определения ΔW необходимо перейти от сдвиговых скоростей γ и напряжений сдвига τ к моментам M_i и угловым вращениям ω_i .

Момент сопротивления вращению цилиндра ротационного вискозиметра определяли по формуле:

$$M_i = 2\pi * H * r^2 * \tau_i \text{ [Н*м]}, \quad (2.6)$$

Угловая скорость вращения определялась как:

$$\omega_i = (h/r) * \gamma_i \text{ [1/с]}, \quad (2.в)$$

где $H = (R - r)$ – ширина зазора между внутренним и внешним цилиндрами, R – радиус кюветы, h – радиус цилиндра.

Увеличение угловой скорости вращения вала вискозиметра и измерение точек кривых течения осуществлялись через равные промежутки времени. Механическая мощность вискозиметра в таком случае рассчитывалась по формуле:

$$P_i = M_i * \omega_i, \quad (2.г)$$

Для расчета удельной энергии W_u по кривым зависимостей $P_i(t)$ для прямого и обратного хода, рассчитывали энергию на каждом шаге временного интервала:

$$W_i = \Delta P * \Delta t * N, \quad (2.д)$$

где ΔP – цена деления оси мощности, Δt – цена деления оси времени, N – количество элементарных клеток под кривой мощности $P_i(w)$.

$$W_c = \Sigma W_i \text{ (пр.ход)} - \Sigma W_i \text{ (обр. ход)}, \quad (2.е)$$

Используя расчетные формулы (а-е), получали значения суммарной энергии W_c , необходимой для разрушения надмолекулярной структуры исследуемых образцов.

2.2.2 Определение температуры застывания и помутнения нефтяных модельных систем

Температуру застывания исследуемых объектов определяли с помощью высокоточного измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов (ИНПН) «Кристалл» (рис.2.3а), предназначенного для экспресс-анализа дизельных топлив и масел, а также авиационных керосинов в лабораторных и заводских условиях.

Сущность метода определения температуры застывания заключается в предварительном охлаждении пробы со скоростью заданной микропроцессором, до температуры ниже предполагаемой температуры застывания на 5 – 15 °С. Опускание груза на поверхность пробы происходит по команде от процессора прибора при достижении заданной температуры охлаждения. Если проба застыла, то световой поток перекрыт. Криостат переходит в режим нагревания, скорость нагрева также контролируется микропроцессором. По мере нагревания пробы начинается подвижка груза, световой поток открывается. Сигнал от приемного светодиода поступает на входной усилитель электронного блока управления. Температура, при которой сигнал с датчика застывания максимален, считается температурой застывания исследуемого образца. Температура пробы контролируется электронным температурным датчиком, закрепленным в датчике застывания и размещаемом в пробе[69].

При кристаллизации ПУ происходит процесс помутнения нефтепродукта. Это сопровождается тем, что в объеме НДС образуются мелкие кристаллы ПУ, это явление называется моментом помутнения. Температуру, установленную при этом, называют температурой помутнения. Прибор "КРИСТАЛЛ SX-800"(рис. 2.3б) позволяет определить температуру помутнения.



с

а)



б)

Рисунок 2.3 – Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов «КРИСТАЛЛ»

Технические характеристики приборов представлены в табл. 2.3.

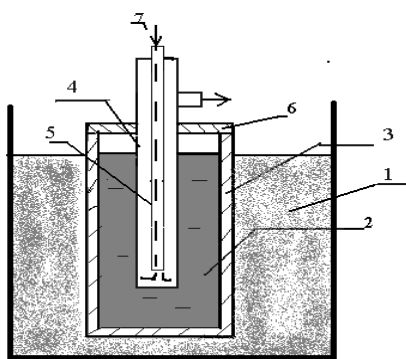
Таблица 2.3 – Технические характеристики ИНПН «Кристалл»[69]

Объем пробы, мл	2±0,5
Предельная температура охлаждения, °С	-60
Погрешность измерения температуры застывания, °С	2
Погрешность измерения температуры помутнения, °С	1
Максимальное время измерения, мин	25
Минимальное время между измерениями, мин	15

«Кристалл» оснащен ЖК дисплеем, на котором отображается ход испытания в реальном времени. Прибор комплектуется циркуляционным насосом для охлаждения встроенного криостата. Пробирка с датчиком застывания, находящимся в исходном состоянии, устанавливается в криостат прибора. Поднятый вверх груз перекрывает световой поток между светодиодами, расположенными в корпусе датчика застывания.

2.3 Методика определения количества асфальтосмолопарафиновых отложений методом «холодного стержня»

Количественную оценку процесса образования АСПО проводили на установке, основанной на методе «холодного стержня». Установка (рис. 2.4) состоит из металлического стержня, который охлаждается хладагентом до заданной температуры, в качестве теплоносителя использовалась дистиллированная вода в термостате



- 1 – теплоноситель (H_2O);
- 2 – нефтяная система;
- 3 – металлический стакан;
- 4 – металлический стержень;
- 5 – металлическая трубка;
- 6 – корковая пробка;
- 7 – хладагент (спирт).

2.4 – Схема установки по определению количества АСПО в нефти методом «холодного стержня» [69]

В эксперименте используется значительный температурный градиент между средой (нефтяной системой) и холодным стержнем, что позволяет более четко проследить за протекающими процессами. Установлен оптимальный режим работы: время эксперимента 1 ч, навеска нефти 40 г. Количество осадка, определяется гравиметрически. Результатом является среднее арифметическое двух параллельных определений. Погрешность определения составляет $\pm 0,1$ г [69].

2.4 Методика определения группового состава нефти и асфальтосмолопарафиновых отложений

Определение массовой доли асфальтенов, содержащихся в нефти и осадке, проводили «холодным» способом Гольде, масел и смолистых компонентов – с помощью колоночно-адсорбционного (хроматографического) метода [70]. Навеску исследуемого образца растворяли в 40 - кратном объеме гексана в колбе с притертой крышкой. Полученный раствор оставляли в темном месте при температуре 15 - 20 °С для выделения асфальтенов. Через 12 часов раствор фильтровали через бумажный фильтр, который промывали гексаном до тех пор, пока последний не становился совершенно прозрачным. Затем фильтр с осадком помещали в бумажный «патрон» и в аппарате Сокслет отмывали его гексаном от масел и смолистых компонентов, после чего проводили экстракцию асфальтенов с помощью хлороформа. После экстракции растворитель отгоняли, а полученные асфальтены доводили до постоянной массы в сушильном шкафу при 102-105 °С. Определение содержания смолистых веществ. Навеску деасфальтенизата,

растворенную в гексане, помещали в стеклянную хроматографическую колонку (высотой 75 см и диаметром 1 см), наполненную силикагелем АСКГ. Углеводородную фракцию элюировали смешанным растворителем (гексан:толуол в соотношении 10:1). Десорбция смол из хроматографической колонки осуществляли комплексными растворителями – этиловый спирт:толуол в соотношении 1:1 [70]. Процентное содержание выделенных фракций в испытуемом продукте определяли по формуле:

$$X, \% = (a/A) \cdot 100\%,$$

Где, а - масса выделенной фракции испытуемого образца, г; А - навеска исследуемого образца, г.

Результатом является среднее арифметическое двух параллельных определений.

2.5 Методика определения состава и содержания н-алканов масляных фракций

Индивидуальный состав нормальных алканов исследуемых образцов изучали методом хромато-масс-спектрометрии [71]. Работа выполнена с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы "Thermo Scientific" (Германия) и хроматографической кварцевой капиллярной колонки фирмы "Thermo Scientific" внутренним диаметром 0,25 мм, длиной 30 м, толщина фазы 0,25 мкм, неподвижная фаза TR-5MS. Режим работы хроматографа: газ-носитель – гелий, температуры испарителя и интерфейса 250 °С; программа нагрева термостата: $t_{\text{нач}} = 80$ °С, изотерма в течение 2 мин, нагрев со скоростью 4 град/мин до $t_{\text{макс}} = 300$ °С. Режим работы масс-спектрометра: метод ионизации – электронный удар; энергия ионизирующих электронов – 70 эВ; температура ионизационной камеры – 250 °С; диапазон регистрируемых масс – 50-500 а.е.м.; длительность развертки спектра – 1 сек. Индивидуальные органические соединения идентифицировали по полным масс-спектрам, для этого использовали

спектро-структурные корреляции программы X-Calibur и компьютерную библиотеку масс-спектров NIST. Характеристический ион н-алканов – 57.

Содержание идентифицированных н-алканов в исследуемом образце определяли по формуле:

$$C_i = S_i * m_{st} * 1000 / S_{st} * m_n$$

где, C_i – концентрация идентифицированного н-алкана (мг/г);

S_i , S_{st} – площадь пика идентифицированного н-алкана и стандарта (дейтерированный аценафтен);

m_{st} – масса добавленного стандарта (10 мкг);

m_n – масса навески (г).

Погрешность определения составляет $\pm 5\%$ [69].

2.6 Особенности кристаллической структуры парафиновых углеводородов

Микроструктуру нефтяных фракций осадков изучали в тонком слое с помощью микроскопа серии Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении в 450 раз. Для каждого образца получали несколько фотоснимков, из которых для дальнейшего анализа выбирали лучшие по качеству. Расчет размеров кристаллических образований ПУ осуществляли с помощью программного обеспечения AxioVision [69].

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Нефть имеет сложный химический состав и представляет собой смесь углеводородных и других соединений. Высокопарафинистые нефти характеризуются высоким содержанием парафиновых углеводородов и, как следствие, повышенными значениями температур застывания и вязкости. В процессе добычи, транспорта и хранения высокопарафинистых нефтяных систем в условиях низких температур начинают образовываться центры кристаллизации парафиновых углеводородов, в дальнейшем происходит рост кристаллов, что приводит к формированию трехмерной пространственной структуры в системе.

Согласно литературным данным смолы, содержащиеся в нефтяных дисперсных системах (НДС) в низких концентрациях, адсорбируясь на поверхности кристаллов, препятствуют образованию пространственной структуры при низких температурах и снижают вязкость.

Для улучшения низкотемпературных свойств нефтяных дисперсных систем используют химические реагенты. Присадки, в основу которых входят полимеры, снижают температуру застывания и улучшают реологические параметры нефтей. На сегодняшний день, присадки на основе полиалкилметакрилатов, являются самыми эффективными. Эффективность действия присадок зависит, в первую очередь, от концентрации парафинов в НДС, а так же от содержания естественных поверхностно-активных веществ (смол, асфальтенов) и обусловлено физико-химическими свойствами высокопарафинистых НДС.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Сегментируем рынок услуг по разработке метода можно по следующим критериям: размер компании-заказчика, вид метода анализа (Приложение Б.1).

4.1.1 Диаграмма Исикавы

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) - это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления.

В Приложение Б на рисунке Б.1 представлена причинно-следственная диаграмма. Из диаграммы видно, что проблема получения неэффективной присадки напрямую завязана от исследователей, оборудования, методов используемых в исследовании и самое главное от материалов присадки. Поэтому, чтобы избежать проблемы, необходимо:

- исследователям перед началом испытаний ознакомиться с литературой и ознакомиться с подобными статьями и публикациями;
- оборудование должно пройти поверку и быть отремонтированным;
- для методов подобрать удобную расчетную программу на ПК;

4.1.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Перечень вопросов приведен в Приложении Б табл. Б.1.

При проведении анализа по таблице, приведенной выше, по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. При этом система измерения по каждому направлению (степень проработанности научного проекта, уровень

имеющихся знаний у разработчика) отличается. Так, при оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Так, если значение $B_{\text{сум}}$ получилось от 75 до 60, то такая разработка считается перспективной, а знания разработчика достаточными для успешной ее коммерциализации. Если от 59 до 45 – то перспективность выше среднего. Если от 44 до 30 – то перспективность средняя. Если от 29 до 15 – то перспективность ниже среднего. Если 14 и ниже – то перспективность крайне низкая.

Следовательно, суммарное количество баллов составило 60, а это значит, что данная разработка считается перспективной и знания разработчика достаточными для успешной ее коммерциализации. Но разработка требует корректировки данных, касающихся сбыта и реализации технологии, как в России, так и за рубежом.

4.1.3 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

При коммерциализации научно-технических разработок продавец (а это, как правило, владелец соответствующих объектов интеллектуальной собственности), преследует вполне определенную цель, которая во многом зависит от того, куда в последующем он намерен направить (использовать, вложить) полученный коммерческий эффект. Это может быть получение средств для продолжения своих научных исследований и разработок (получение финансирования, оборудования, уникальных материалов, других научно-технических разработок и т.д.), одноразовое получение финансовых ресурсов для каких-либо целей или для накопления, обеспечение постоянного притока финансовых средств, а также их различные сочетания.

При этом время продвижения товара на рынок во многом зависит от правильности выбора метода коммерциализации. Задача данного раздела магистерской диссертации – это выбор метода коммерциализации объекта исследования и обоснование его целесообразности. Для того чтобы это сделать необходимо ориентироваться в возможных вариантах.

Выделяют следующие методы коммерциализации научных разработок.

1. *Организация совместного предприятия*, т.е. объединение двух и более лиц для организации предприятия.

2. *Организация совместных предприятий*, работающих по схеме «российское производство – зарубежное распространение».

Я считаю, что выбранные методы будут способствовать продвижению разработки, если объединить свое предприятие с более успешным, у которого возможно есть свои связи и скупщики производимой продукции.

4.1.4 Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

Устав проекта документирует бизнес-потребности, текущее понимание потребностей заказчика проекта, а также новый продукт, услугу или результат, который планируется создать.

Устав научного проекта магистерской работы должен иметь следующую структуру:

1. Цели и результат проекта

В данном разделе необходимо привести информацию о заинтересованных сторонах проекта, иерархии целей проекта и критериях достижения целей.

Под заинтересованными сторонами проекта понимаются лица или организации, которые активно участвуют в проекте или интересы которых могут быть затронуты как положительно, так и отрицательно в ходе исполнения или в результате завершения проекта. Это могут быть заказчики, спонсоры, общественность и т.п. Информацию по заинтересованным сторонам проекта представить в Приложении Б табл. Б.2.

В Приложение Б в таблице Б.3 необходимо представить информацию о иерархии целей проекта и критериях достижения целей. Цели проекта должны включать цели в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

4.1.5 Организационная структура проекта

Вся информация представлена в табличной форме (Приложение Б табл. Б.4).

В ходе реализации научного проекта, помимо магистранта, задействован ряд специалистов:

- *Руководитель проекта* – отвечает за реализацию проекта в пределах заданных ограничений по ресурсам, координирует деятельность участников проекта. В большинстве случаев эту роль выполняет руководитель магистерской диссертации.

- *Эксперт проекта* – специалист, обладающий компетенциями (специальными знаниями и опытом), которых нет у участников рабочей группы проекта и руководителя проекта. В магистерской работе эту роль выполняют консультанты.

- *Исполнитель по проекту* – специалист, выполняющий отдельные работы по проекту. В случае, если магистерская работа является законченным научным исследованием – исполнителем проекта является магистрант. В случае, если магистерская работа является частью научного проекта, исполнителей может быть несколько.

3. Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а так же «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта (Приложение Б табл.Б.5).

4.2 Планирование управления научно-техническим проектом

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

План управления научным проектом должен включать в себя следующие элементы:

- *Иерархическая структура работ* (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ.

Иерархическая структура работ представляет собой совокупность элементов, выполненных в удобной графической форме. Графическое представление имеет ряд преимуществ перед списочным составом задач или работ. За счет наглядности ИСР и коллегиального труда над ее созданием достигается большая вовлеченность и мотивация команды, уровень коммуникаций повышается, улучшается мониторинг операций и их контроль. Кроме того, визуальная форма позволяет охватить всю архитектуру проекта одним взглядом (табл. 4.1).



Рисунок 4.1 – Иерархическая структура работ по проекту

В рамках данного раздела необходимо определить ключевые события проекта, определить их даты и результаты, которые должны быть получены по состоянию на эти даты. Эту информацию необходимо свести в таблицу (Приложение Б табл. Б.6).

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный.












Линейный график представляется в виде таблицы (Приложение Б табл. Б.7).

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по

теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

График строится в виде табл. 4.1 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени выполнения научного проекта. При этом работы на графике следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Таблица 4.1 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Код работ ты (из ИСР)	Вид работ	Исполнитель и	Т _к , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февр.		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление техническог о задания	Руководител ь	4														
2	Изучение литературы	Инженер (дипломник)	15														
3	Патентный поиск	Инженер (дипломник)	10														
4	Выбор направления исследовани я	Руководител ь, инженер	4			 											
5	Получение необходимы х образцов	Инженер	3														
6	Определение реологии моделей	Инженер	70														
7	Обработка результатов	Руководител ь, инженер	12												 		
8	Оформление ВКР	Руководител ь, инженер	30														



– руководитель



– инженер(магистрант)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице (табл. 4.2).

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов). Результаты по данной статье заносятся в табл. 4.3.

Таблица 4.2 – Группировка затрат по статьям

Вид работ	Статьи						
	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
1.	1998,2	33152,3	43545,6	3693,3	10969,1	37791,1	91949,62

Таблица 4.3 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Толуол	ГОСТ 5789-78, 1л	1	100	100
Керосин	ТУ 38401-58-10-90, 1л	2	75	150
НП	ГОСТ 23683-89, 1 кг	1	190	190
Полимер	Полиалкилметакрилат, 200 гр.	1	1500	1500
Всего за материалы				1940
Транспортно-заготовительные расходы (3%)				58,2
Итого по статье C_m				1998,2

4.2.1 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для выполнения конкретной темы, сводятся в Приложение Б в таблицу Б.8.

Формула амортизации оборудования для определения ежемесячной суммы (Σ_M) в бухгалтерском и налоговом учете одна и та же:

$$\Sigma_M = \text{ПС} * n,$$

где ПС – первоначальная стоимость оборудования в бухгалтерском (налоговом) учете;

n – ежемесячная норма амортизации, рассчитываемая как отношение 1 к СПИ, выраженному в месяцах.

4.2.2 Основная заработная плата

Таблица 4.4 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо-емкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-руб/день.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.
1	Выдача и контроль задания	Руководитель 1	38	700	26600
2	Проверка ВКР	Руководитель 2	10	1033,3	10333
3	Выполнение работы	Магистрант	105	61,8	6612,6
Итого:					43545,6

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводится в табл. 4.4.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = З_{осн} + З_{доп},$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_{раб},$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}},$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дня $М = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (Приложение Б табл. Б.9).

За февраль, март, апрель, май и июнь ($28+31+30+31+7=127$ дней). 6-дневная рабочая неделя, 17 дней выходных и 5 праздничных дней.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_б \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p,$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

k_d – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 4.5.

Таблица 4.5 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$З_б$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель 1	7023,4	1,2	1,1	1,3	21000	700	38	26600
Руководитель 2	10367,9	1,2	1,1	1,3	31000	1033,3	10	10333
Магистрант	1854	1	1	1,3	2410,2	61,8	105	6612,6

4.2.3 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. 4.6 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.6 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руковод. 1	Руковод. 2	Магистрант
Основная зарплата, руб.	26600	10333	6612,6
Дополнительная зарплата, руб.	2660	1033,3	-
Зарплата исполнителя, руб.	29260	11366,3	6612,6
Итого по статье $C_{\text{зп}}$, руб.	47238,9		

4.2.4 Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

$$З_{\text{осн.рук}} = \sum З_{\text{осн}} = 26600 + 10333 = 36933 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}} = \sum З_{\text{доп}} = 2660 + 1033,3 = 3693,3 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{внеб}} = 0,27 \cdot (36933 + 3693,3) = 10969,1 \text{ руб.}$$

4.2.5 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 80% от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов.

$$З_{\text{осн}} = \sum З_{\text{осн}i} = 26600 + 10333 + 6612,6 = 43545,6 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \cdot (43545,6 + 3693,3) = 37791,12 \text{ руб.}$$

4.3 Матрица ответственности

Для распределения ответственности между участниками проекта формируется матрица ответственности (Приложение Б табл. Б.10).

Степень участия в проекте может характеризоваться следующим образом:

Ответственный (О) – лицо, отвечающее за реализацию этапа проекта и контролирующее его ход.

Исполнитель (И) – лицо (лица), выполняющие работы в рамках этапа проекта.

Утверждающее лицо (У) – лицо, осуществляющее утверждение результатов этапа проекта (если этап предусматривает утверждение).

Согласующее лицо (С) – лицо, осуществляющее анализ результатов проекта и участвующее в принятии решения о соответствии результатов этапа требованиям.

4.3.1 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать

последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информацию по данному разделу необходимо свести в таблицу (Приложение Б табл. Б.11).

Возможные риски проекта приведены на рис. 4.2.

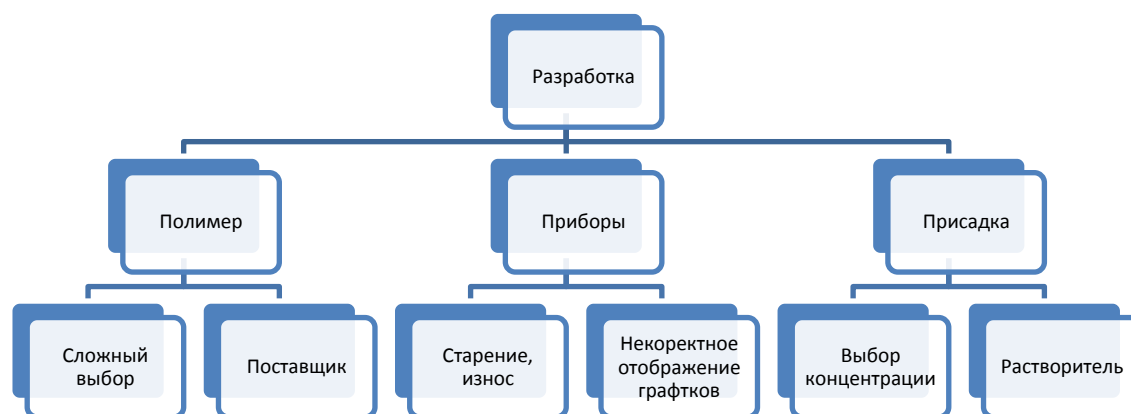


Рисунок 4.2 – Иерархическая структура рисков

4.3.2 План управления контрактами и поставками

Этот план формируется в случае необходимости заключения контрактов для осуществления поставок или работ по проекту. Данные по этому разделу сводятся в Приложении Б в таблицах Б.12 и Б.13.

4.3.3 Оценка сравнительной эффективности исследования

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта представлена в Приложении Б в таблице Б.14.

$$I_{\text{ТП}} = 5 * 0,15 + 5 * 0,25 + 5 * 0,2 + 5 * 0,25 + 5 * 0,15 = 5$$

$$\text{Аналог 1} = 2 * 0,15 + 5 * 0,25 + 1 * 0,2 + 4 * 0,25 + 4 * 0,15 = 3,35$$

$$\text{Аналог 2} = 4 * 0,15 + 4 * 0,25 + 3 * 0,2 + 4 * 0,25 + 4 * 0,15 = 3,8$$

Аналог 1 – это метод термообработки, в котором необходимо приперекачки высокопарафинистых нефтей нагревать трубы по все их поверхности, а значит будут высокие затраты на энергию.

Аналог 2 – метод ПАВ. Необходимо покрывать внутреннюю поверхность труб поверхностно-активными веществами, которые разрабатывают в лаборатории. Сравнительная эффективность разработки представлена в Приложении Б в таблице Б.15.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. «Влияние присадок на вязкостно-температурные характеристики высокопарафинистых модельных нефтяных систем» // Химия и химическая технология в XXI веке: Материалы XIX Международной научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых II / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 383-385 С.

2. «Влияние присадок на вязкостно-температурные характеристики высокопарафинистых модельных нефтяных систем» // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Том II / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 341-342 С.

3. «Использование присадок для улучшения транспортных характеристик высокопарафинистых нефтей» // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Том II / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 341-342 С.

4. Дубова Н. М., Слепченко Г. Б., Максимчук И. О., Бойченко С. С., Орешина А.А., Щукина Т.И. Определение молочной кислоты в ветеринарных препаратах и сыворотке крови методом амперометрии // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. - 2017 - Т. 83 - №. 3. - 24-27 С.

5. Баканова О. С. , Орешина А. А. , Антипенко В. Р. Методика определения структуры фрагментов, связанных через эфирные мостики в маслах природного битума // Перспективы развития фундаментальных наук: сборник научных трудов XIII Международной конференции студентов, аспирантов и

молодых ученых, Томск, 26-29 Апреля 2016. - Томск: ТПУ, 2016 - Т. 2 Химия - 53-55 С.

6. Дубова Н. М. , Слепченко Г. Б. , Максимчук И. О. , Акенеев Ю. А. , Орешина А. А. Идентификация и количественное определение наночастиц на основе железа с различным покрытием методом вольтамперометрии твердых фаз // XX Менделеевский съезд по общей и прикладной химии: тезисы докладов в 5 т., Екатеринбург, 26-30 Сентября 2016. - Екатеринбург: УрО РАН, 2016 - Т. 4 - 261 С.

7. Бойченко С.С., Орешина А.А. /«Определение молочной кислоты электрохимическими методами»//Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XVI Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых, посвященной 115-летию со дня рождения профессора Л.П. Кулёва, Томск, 25-29 мая 2015 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2015. — Т. 1. — 190-191 С.

8. Искрижицкая Д. В. , Орешина А. А. Изучение адсорбционной активности сорбента мха *Sphagnum Dill* // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва: в 2 т., Томск, 26-29 Мая 2014. - Томск: ТПУ, 2014 - Т. 2 - 171-173 С.

9. Искрижицкая Д.В., Орешина А.А., Пименова А.С. Изучение процесса водопоглощения природными сорбентами // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва: в 2 т., Томск, 26-29 Мая 2014. - Томск: ТПУ, 2014 - Т. 2 - 278-279 С.